

Contribution suite à l'Atelier Gisements et Programme tenu le 17 octobre 2016 dans le cadre de la concertation CEE 4^{ème} période

Avertissement :

Il n'est pas usuel pour l'ATEE de fournir une contribution sur le sujet « gisements et obligation de CEE », car il divise ses membres, entre d'une part ceux qui ont la charge de l'obligation, à savoir les obligés, et ceux qui en bénéficient, à savoir les consommateurs d'énergie et les acteurs de la supply chain de l'efficacité énergétique (hors obligés).

Dans cette contribution on ne trouvera pas donc de recommandation sur un niveau d'obligation, mais plutôt des constats et des recommandations en fonction des niveaux d'obligation qui seront choisis. Un certain nombre d'éléments factuels seront également rappelés afin que les objectifs d'obligation et leurs conséquences probables ou possibles puissent être appréciés au mieux.

L'objectif de l'ATEE, qui a soutenu et promeut le dispositif CEE depuis les origines, est que celui-ci puisse se développer de façon efficace, stable et pérenne, avec le maximum de visibilité pour ses acteurs, ce dernier point rassemblant l'assentiment de l'ensemble des acteurs du dispositif.

Hypothèse de référence

Afin d'éviter tout malentendu, nous retenons que la DGEC a indiqué dans sa note de synthèse de la réunion du 17 Octobre 2016 qu'elle proposait une obligation de 500/550 TWhc de CEE classiques pour une année supplémentaire de la 3^{ème} période en 2018, et considérons dans cette note pour simplifier que **l'objectif 4^{ème} période ainsi profilé est de 500 TWhc/an d'obligation classique et de 100 TWhc/an d'obligation précarité**. C'est cette hypothèse qui sera également retenue pour l'extension d'une année de la troisième période.

Par ailleurs, et quand il s'agira de mesurer la pression du dispositif, par simplification on cumulera les deux obligations à **600 TWhc**. Ce faisant on fera abstraction de la différence de valeur entre CEE classiques et CEE précarité, qui est forte aujourd'hui, mais dont il faut noter qu'elle pourrait beaucoup se réduire demain, voire s'annuler, puisque la progression de l'obligation sur les CEE classiques proposée est beaucoup plus forte que celle sur les CEE précarité. Cette éventualité d'ailleurs questionne la façon dont les CEE précarité ont été pour l'instant organisés.

Eléments de contexte :

Revue historique des productions de CEE en France

1. Notons que les 600 TWh/an d'obligation indiquée représentent **33,3 fois** l'obligation de la première période, 5,3 fois la deuxième et 2,1 fois l'actuelle 3^{ème} période.
2. Notons également que pour l'instant **toutes les obligations ont pu être atteintes**, et qu'il en sera de même pour la 3^{ème} période, dont l'obligation devrait être atteinte pour les CEE classiques en **Août 2017¹**, avec une hypothèse de validation à 10 TWhc/mois plutôt supérieur à l'historique 2016 hors effet de stock², mais en ligne avec les dépôts de CEE classiques de 10TWhc/mois constatés sur l'année 2016³, et en raisonnant à stocks d'encours au PNCEE constant au niveau actuel de 51 TWhc.
3. Notons toutefois que la 2^{ème} période avait été précédée d'une période de **18 mois sans obligation**, et que la 3^{ème} période a commencé avec un potentiel de CEE de **230 TWh**, soit **une année d'obligation**. Enfin, un surcroît d'engagement fin 2014 (cf. §10. ci-dessous) a gonflé le stock d'encours chez les éligibles et obligés. Aujourd'hui, avec l'hypothèse de 10 TWhc/mois de validation pour les CEE classiques et le stock d'encours actuels au PNCEE de **51 TWhc**, on aboutirait à fin 2017 à un excédent de CEE validés vs obligation de **47 TWhc**, soit 98 TWhc de potentiel total pour la période suivante ou **20% de l'obligation annuelle 4^{ème} période**.
4. Notons également que si le rythme de validation était capable de remonter à **20 TWhc/mois en décembre 2017**, qui est le niveau maximum du 2^{ème} trimestre 2015 abattu de 20% pour prise en compte de la baisse des forfaits et bonus, la validation moyenne passant donc à 15 TWhc/mois en 2017, cela augmenterait le stock de fin de période de 60 TWh, soit un **1,5 mois de 4^{ème} période**. En prenant en compte une augmentation encore plus forte de la production 2017, avec une validation moyenne de **15 TWhc/mois au 1^{er} semestre 2017 et 20 TWhc/mois au 2nd semestre 2017⁴**, on arrive à un supplément de 90 TWhc à fin 2017, soit un potentiel total pour la 4^{ème} période de 4,5 mois⁵ en ajoutant le stock d'encours au PNCEE. Cela reste sensiblement inférieur au 12 mois de potentiel constaté avant le début de la 3^{ème} période.

¹ Le CR de l'atelier du 17 octobre la DGEC indique que « l'objectif actuel de 700 TWhc devrait être atteint fin 2017 », mais par ailleurs la lettre DGEC d'octobre 2016 indique un total de CEE classiques validés à fin Septembre 2016 de 1112,3 TWhc, soit donc 598,3 TWhc au titre de la 3^{ème} période, déduction faite des obligations 1^{ère} période (54 TWhc) et 2^{ème} période (460 TWhc). En rajoutant 30 TWhc au titre des validations d'octobre à décembre 2016 on arrive donc à **628,3 TWhc validés à fin 2016 et non 700 TWhc**.

² En tenant compte du fait que le stock d'encours au PNCEE était de l'ordre de **166 TWhc au 1^{er} janvier 2016** (cf. courbe des stocks présentée par la DGEC le 10 Mai 2016), et que le stock actuel d'encours PNCEE est de **51 TWhc** (stable entre fin juillet et fin septembre 2016 selon lettre CEE DGEC), on en déduit **un déstockage de 115 TWh** sur 2016. Dès lors les 179 TWhc de validation de CEE classiques indiqués par Emmy de Janvier à Août 2016 se ramènent à 64 TWhc hors validation du stock d'encours, soit **8 TWhc/mois**. Le résultat est identique quand on part des validations de 186,3 TWhc de janvier à septembre 2016 déduites des lettres CEE DGEC.

³ Dans le CR de l'atelier du 17 octobre la DGEC a indiqué que les dépôts « avoisinaient » les **10 TWhc/mois sur le 1^{er} semestre 2016**, et des trois dernières lettres DGEC on déduit qu'ils ont été de 36,4 TWhc de juin à septembre 2016, soit **9,1 TWhc/mois**.

⁴ Soit des augmentations de 50 à 87,5% pour le 1^{er} semestre 2017 et de 100 à 150% pour le deuxième semestre 2017 par rapport aux validations actuelles, selon qu'elles sont prises à 10 ou 8 TWhc/mois en 2016.

⁵ 51(stock encours PNCEE inchangé) + 47(excès de CEE à 10TWhv/mois de validation) + 90 (complément d'excès de CEE dans cette hypothèse) = 188 et 500/188 x 12 = 4,5

5. Pour les **CEE précarité** on note sur les 4 derniers mois (juin-septembre) un dépôt de **38,9 TWhc**, avec une augmentation sur les deux derniers mois. S'il est encore un peu tôt pour apprécier si on atteint un rythme de croisière, on peut noter en outre que le prix du CEE précarité est encore significativement en dessous des prix programmes précarité, fixés à 8 €/MWhc, ce qui peut signifier que l'obligation 2017 sera atteinte. Par ailleurs, si les validations atteignaient un rythme de 100 TWhc/an d'ici fin 2017, on arriverait quasiment aux 150 TWhc de l'objectif à fin 2017.
6. Si les 100 TWhc futurs d'obligation CEE précarité sont proches de la production actuelle de CEE précarité, ce n'est pas le cas de la production actuelle de 10 TWhc/mois de **CEE classiques** qu'il conviendrait donc de **multiplier au moins par 4**.
7. Il est convenu toutefois de noter que le niveau de cette production de CEE classiques dérive du besoin en ce type de CEE pour atteindre l'objectif 3^{ème} période, qui a été réduit du fait des 230 TWhc d'avance constatée au début de la 3^{ème} période.
8. Le prix du CEE classique a ainsi chuté de 3,2 €/MWhc en décembre 2015 (3,12 €/MWhc sur l'année 2014) à un plus bas de 1,41 €/MWhc en Août 2015, reflétant un excès de l'offre sur la demande ayant donc contribué à réduire la production.
9. Historiquement, il convient de rappeler que les productions de CEE classiques ont été comprises entre 11 et 12 TWhc/mois en fin de 2^{ème} période, sur les années 2013 et 2014, et qu'en revanche la validation effectuée en 2015 a été élevée, en ligne avec les **dépôts élevés** réalisés en 2014 (**20 TWh/mois**) et 2015 (**25 TWh/mois**)⁶
10. Si on regarde plus précisément les CEE par **date d'engagement**, ce qui donne l'idée la plus fidèle de la **production effective** de CEE sur une période donnée, on note⁷ qu'en 2014 les engagements ont été de **15 TWhc/mois** en moyenne au 1^{er} semestre, et de **25 TWhc/mois** au 2^{ème} semestre. Le prix du CEE ayant été stable autour de 3,1 €/MWhc en 2015, le surcroît du 2nd semestre s'explique probablement par le fait que, pour que les opérations puissent être prises en compte pour la 2^{ème} période, plus favorable pour certaines opérations que la 3^{ème}, il fallait procéder à un engagement avant fin décembre 2014.
11. Il est difficile à ce stade d'évaluer l'effet de fin de période dans les 25 TWh/mois déposés au 2nd semestre 2014. Quoi qu'il en soit on peut en déduire néanmoins que la production, au sens de l'engagement, de CEE maximum annuelle constatée possible à ce jour est de 20 TWhc/mois. Ces CEE sont des CEE « classiques », et leur actualisation en CEE 4^{ème} période doit prendre en compte une baisse d'environ 20%, pour atteindre **16 TWhc**, afin de prendre en compte l'abattement moyen des forfaits et bonus entre 2^{ème} et 3^{ème} période.
12. On en déduit donc qu'entre la production maximum constatée jusqu'ici de CEE classiques (16 TWhc actualisés en rythme actuel) et la production anticipée de CEE classiques de 500 TWh/an, il y a un **facteur de l'ordre de 2,5** au moins, en faisant par ailleurs l'approximation que les CEE précarité n'étaient pas produits dans le système antérieurs, puisque en toute logique on devraient retirer des 20 TWh/mois indiqués plus haut les CEE précarité alors fabriqués (ANAH, et sans doute certains CEE de bailleurs sociaux).

De ce qui précède on peut en particulier retenir que :

- A. Le rythme anticipé de CEE classiques de 500 TWh/an est **4 fois supérieur** à la production actuelle en termes d'engagement et entre 4 et 5 fois en termes de validation, hors effet de stock, et 2,5 fois supérieur (au moins) à la production maximale annuelle constatée et actualisée.

⁶ Source pour les dépôts : CR de la DGEC de la réunion du 17/10/2016

⁷ (cf. statistiques arrêtées au 22/07/2016 sur le site du ministère)

- B. Toutes choses égales par ailleurs le potentiel de CEE classiques (stock d'encours au PNCEE + excès de CEE validés vs obligation) en fin de 3^{ème} période sera vraisemblablement sensiblement inférieur à celui constaté en fin de 2^{ème} période, exprimé en mois de la période d'après : jusqu'à **4,5 mois** dans les exemples cités (cf. §4. ci-dessus) contre 12 mois en fin de 2^{ème} période.

Par ailleurs, il est partagé qu'il faut du temps pour mettre ou remettre en place des systèmes de production de CEE, a minima 1 an.

Eléments de coûts du dispositif

En termes de **coût du dispositif**, normalement répercuté dans les prix des énergies vendues par les obligés, les 600 TWhc/an d'obligation représentent **2,4 G€/an**, avec un prix du CEE de 4 €/MWhc, qui est la référence prise par l'ADEME dans l'estimation des gisements.

Ce coût du dispositif de **2,4 G€/an pour 2018 et la 4^{ème} période** est supérieur au **425,5 M€/an de la 2^{ème} période⁸**, et supérieur au **582 M€ de coût du dispositif en 2015⁹**.

Enfin, pour revenir sur le coût de 10 €/MWhc qui avait initialement présenté comme un niveau possible au lancement du dispositif CEE, avec ce niveau le coût du dispositif se monterait à **6 Milliards d'euros** par an, soit un **facteur 10** rapport à l'année dernière et un **facteur 14** par rapport à la 3^{ème} période en moyenne, soit aussi 30% de plus la CSPE 2015 et en ordre de grandeur 6 fois le coût du CITE et 6 fois le coût de la réduction à 5,5% pour les travaux d'efficacité énergétique.

Quelques points de comparaison hors de France

UK : Les CEE, ou plutôt l'obligation d'efficacité énergétique ont été d'abord établis en UK. Le CERT, qui fût l'apogée du système anglais, avant la réforme de l'ECO, a eu en 2008/2012 une obligation moyenne de 120 TWh/an « lifetime », soit l'équivalent de KWhcumac [source : Rosenow]. Cela correspond en volume à notre obligation 2^{ème} période. Le coût en UK a été évalué¹⁰ à 0,7 c€/KWh, contre 0,4 c€/KWh en France à la même époque (ce qui devait correspondre à notre 4 €/MWhc).

A titre d'information une campagne de presse/politique a emporté le système ECO en 2013. Il lui était reproché des abus et un coût excessif pour les ménages. A cette époque le coût du dispositif était réputé proche de 75 €/ménage et par an. Cela pour la France représenterait pour les 28 millions de ménages Français un coût de 2,1 G€/an. On est dans les ordres de grandeurs du coût anticipé pour la 4^{ème} période, sachant que les ménages supportent tout le coût du dispositif en UK, tandis qu'en France une partie des coûts est supportée par le tertiaire d'une part et par les entreprises ayant des véhicules de l'autre (pas déterminée dans cette note).

Italie : En termes d'économie d'énergie le système Italien est difficile à comparer avec le nôtre, car il raisonne en économie d'énergie primaire, et non finale comme en France. Par contre en 2014 le coût du dispositif Italien, dont le prix est d'une grande stabilité, s'est monté à **617 M€**. Contre un coût de 2,4 G€ en France pour une obligation de 600 TWh au prix de référence de 4 €/MWhc prix par l'ADEME dans l'évaluation des gisements.

De façon plus générale, le survey conduit par l'ATEE pour la COP 21 en Décembre dernier, avait conduit à la conclusion que le dispositif Français était le plus important au monde en termes de volume d'économie d'énergie (sur une cinquantaine de dispositifs identifiés).

⁸ 115 (obligation annuelle 2^{ème} période) x 3,7 (prix moyen Emmy 2011/2014) = **425,5 M€/an**

⁹ 2,5 (prix moyen Emmy 2015) x 233 (obligation 2015) = **582 M€**

¹⁰ selon Lees 2012 et Rosenow & Galvin 2013, cités dans une présentation ENSPOL de Juillet 2016

Contrainte de la Directive Efficacité Energétique :

Enfin, la Directive Européenne Efficacité Energétique comporte un article 7 qui impose un système d'obligation d'économie d'énergie, ou des mesures alternatives. Sur les 700 TWh d'obligation initiale 3^{ème} période, et donc 560 hors programme, le ministère a considéré (présentation journée CEE fin 2014) que **530 TWhc** étaient comptabilisables au titre de l'article 7.

Avec la même proportion de travaux éligibles, et en prenant en compte 500 TWhc de « CEE travaux » annuels (et donc environ 50 de bonus de CEE précarité et 50 de programme sur les 600 totaux d'obligation), on arrive avec la même proportion à $500 \times 530/560 = 473 \text{ TWhc/an}$ de CEE comptabilisables au titre de l'article 7 pour la 4^{ème} période, contre $530/3 = 177 \text{ TWhc/an}$ en 3^{ème} période.

Si les 25% d'abattement possible dans la version initiale de la Directive étaient supprimés lors de la révision à venir de cette directive, dont on connaîtra le projet fin novembre/début décembre, il conviendrait d'augmenter d'un tiers les 177 TWhc indiqués plus haut, pour arriver à **236 TWhc**.

On voit donc que, dans cette hypothèse plutôt défavorable, les CEE éligibles dans le cadre d'une obligation de 600 TWhc/mois seraient de **deux fois supérieurs** (473 TWhc/an vs. 236 TWhc/an) à ce qui est requis par la Directive, toutes choses égales par ailleurs¹¹.

Eléments relatifs à la PPE :

Le projet de PPE comporte des annexes.

Dans son annexe 3, page 19, elle précise que l'obligation des CEE de la période en cours, de 700 TWh, a été augmentée de 150 d'obligation précarité sur 2016 et 2017.

Dans son annexe 2, page 13, dans le paragraphe « hypothèses relatives à l'efficacité énergétique » il y a un tableau avec deux colonnes :

- l'une avec les mesures déjà prises « Scénario 2 », où il est indiqué un dispositif CEE à 233 TWhc, faisant donc référence aux CEE « classiques »,
- et une autre avec un « Scénario 1 » qui évoque une obligation de **333 TWh/an**. Ce scénario est défini comme « *Ce scénario prend en compte la mise en œuvre effective de toutes les mesures d'efficacité énergétique identifiées, dont en particulier les mesures définies dans la loi relative à la transition énergétique, mais également des actions complémentaires qui seraient nécessaires pour l'atteinte des objectifs prévus par la loi.* »

Certes ce document n'a pas force de loi, ni de force réglementaire, mais tel qu'il est écrit on comprend qu'il était envisagé, pour respecter pleinement la loi, de porter l'obligation de CEE « classiques » de 700 à 1000 TWhc par période triennale, à laquelle viendraient s'ajouter par ailleurs des CEE précarité.

Ces éléments étant posés, les recommandations viennent ci-après

¹¹ Pour être plus précis, dans sa notification requise par l'article 7 effectuée en décembre 2013, le ministère a indiqué à la Commission que le dispositif de CEE comportait 171 TWhc/an d'opérations éligibles (soit 513 TWhc sur 3 ans), qui se traduisaient par 314 TWh d'économie d'énergie requises au sens de la directive d'ici 2020, sur les 355 TWh requis. Un solde de 29,5 TWhc/an de programme CEE (passeport et fond de garantie) procurait par ailleurs 44,2 TWh d'ici 2020.

Un filet de sécurité pour l'obligation CEE classiques en 4^{ème} période :

Considérant les éléments précédemment indiqués relatifs à l'ambition de l'obligation de 500 TWhc/an pour les CEE classiques par rapport :

- au rythme de production (engagement et validation) actuel
- au rythme de production historique
- au potentiel total de CEE (encours PNCEE et excès de CEE validés vs obligation) qu'on peut attendre en début de la 4^{ème} période
- aux obligations CEE antérieures en France et aux obligations de même nature hors de France
- à la contrainte de l'article 7 de la Directive Efficacité Énergétique
- au coût d'un tel dispositif, dans l'absolu, par rapport à d'autres dispositifs d'efficacité énergétique ou d'ENR, en termes de répercussion sur le prix de l'énergie et de coût pour les ménages, en particulier si le prix du CEE devait être significativement supérieur au taux de référence de 4 €/MWhc pris en compte par l'ADEME dans l'évaluation des gisements
- à l'inertie avérée du dispositif et du temps nécessaire pour mobiliser l'ensemble des acteurs, et en particulier les installateurs.

Considérant en outre que si l'ADEME a évalué au mieux les gisements, il n'y a aujourd'hui aucune étude qui permette de savoir à quel prix du CEE on peut exploiter en combien de temps un pourcentage donné de ces gisements, et que s'il y a donc certainement des couples prix-délais permettant d'atteindre un niveau donné d'exploitation de gisements, qui pourraient se traduire sur un graphique, avec le délai en ordonnée et le prix du CEE en abscisse, par une succession de courbes en fonction du taux d'exploitation d'un gisement donné, à ce jour nul n'a idée de ces couples prix-délais ni par opérations ni globalement.

Considérant donc que, si on ne peut exclure qu'on puisse atteindre une exploitation des gisements tels qu'indiqués par l'ADEME dans les temps impartis et au prix de référence indiqué de 4 €/MWhc, il y a un risque significatif que, dans le délai imparti, la production de CEE classiques indiquée par l'ADEME dans l'un ou l'autre de ses scénarios soit atteinte à un niveau de prix de CEE bien supérieur au 4 €/MWhc de référence, si tant est qu'elle puisse être atteinte.

Il paraît utile et prudent de proposer un filet de sécurité dans le cas où l'obligation 4^{ème} période serait fixée au niveau d'ambition de 500 TWhc/an pour les CEE classiques.

La difficulté à faire l'obligation étant au mieux déterminée par le prix du CEE, qui résulte de l'équilibre offre/demande, la chute du prix du CEE en 3^{ème} période traduisant ainsi la facilité à faire l'obligation 3^{ème} période, il est proposé que ce filet de sécurité se déclenche en fonction de seuils de prix du CEE classique.

Un premier seuil est proposé à **6 €/MWhc**, à partir duquel les autorités **pourront** mettre en place des mesures correctrices.

Un deuxième seuil est également proposé à **8 €/MWhc**, à partir duquel les autorités **devront** mettre en place des mesures correctrices.

Par mesures correctrices on entend par exemple : modification du montant de l'obligation, de la période d'obligation, du montant des programmes et bonus.

Enfin, il est proposé que ces déclenchements du filet de sécurité ne puissent s'actionner que si ces seuils sont **durablement** dépassés. Il est donc proposé que si un seuil est dépassé durant **6 mois consécutifs en moyenne** celui-ci soit considéré comme durablement dépassé.

Discussion :

Ce dispositif nouveau a suscité un certain nombre de commentaires et de questions suite au questionnaire lancé sur ce sujet le 25 Octobre par l'ATEE. Il mérite donc un certain nombre de clarifications.

Niveau des seuils hauts :

En termes de niveau, on s'est dit que qu'il fallait raisonner par rapport au niveau de prix de référence utilisé par l'ADEME dans le calcul des gisements, et que, si le prix qui était atteint par le CEE normal était significativement différent de celui retenu par l'ADEME, cela invalidait l'évaluation des gisements qui a été faite, et nécessitait donc une révision des éléments du dispositif fixés à partir de cette évaluation des gisements.

Les deux seuils ont donc été fixés de façon large par rapport à ces 4 €/MWhc de référence, à +50% et +100%, ce qui, avec les 6 mois nécessaires pour qu'on constate un dépassement durable de ces seuils, devrait permettre d'absorber des chocs ponctuels du prix du CEE.

Nécessité et faisabilité d'un marché des CEE organisé

A partir du moment où on utilise à cette fin le prix de marché, il est clair qu'on ne peut se contenter du prix Emmy. En effet, celui-ci reflète à la fois le prix de contrats à termes échus et les prix spots et surtout il pourrait donner lieu à une manipulation de marché, si par exemple deux entités se transféraient des CEE à un prix fictif pouvant être compensé par ailleurs, ou si plusieurs entités se transmettaient des CEE à un prix convenu de façon circulaire. Enfin, le système déclaratif des prix dans les transactions Emmy, même si aujourd'hui des abus significatifs n'ont pas été mis en évidence, reste une fragilité dans l'hypothèse où le prix Emmy servirait d'index de référence.

Il semble donc nécessaire dans ce cas de mettre en place une place de marché type Powernext (tentative faite en France en 2^{ème} période) ou GME en Italie, qui est un système type Powernext, contrôlé par les autorités italiennes et qui fonctionne concurremment à un système type Emmy.

Certes, on nous a fait remarquer que les grands obligés, sans lesquels aujourd'hui un tel système aurait du mal à fonctionner, ne voyaient pas l'utilité pour eux d'un tel marché organisé. Toutefois cette appréciation a été portée dans un contexte 3^{ème} période où l'obligation était facile à atteindre, une production de 10 TWhc/mois étant suffisante. Il pourrait/devoir en être tout autrement dans un contexte où il faudrait produire 40 TWhc/mois. En effet, à ce niveau-là il est vraisemblable que les grands obligés voudraient/devraient faire un appel plus grand au marché.

Enfin, si pour réduire l'effort demandé aux actuels obligés on étendait l'obligation à de nouveaux acteurs, par exemple les distributeurs d'énergie réglementés¹², cela contribuerait à faciliter le fonctionnement de ce marché en même temps que le développement des ESCO, comme c'est le cas en Italie.

Risques de manipulations et de biais

En tout cas, avec l'organisation d'un tel marché, il faut noter que, si un acteur voulait faire monter le marché, il devrait donc faire une offre sur le marché organisé, ouvert à tout acteur, et qu'il faudrait donc qu'il ramasse toutes les liquidités de CEE disponibles sur une longue période, se retrouvant ensuite avec un stock de CEE acquis à un prix élevé, avec à clé une forte dépréciation à prendre dans ses comptes quand suite au dépassement des seuils constatés le prix du CEE baissera.

¹² On nous a opposé à cette idée le fait que le système Français avait été bâti sur le principe d'une obligation des fournisseurs d'énergie, mieux à même d'influencer leurs clients en matière d'efficacité énergétique. Pour autant ce principe est déjà largement entamé, puisque les distributeurs de carburants, qui aujourd'hui portent près de 50% de l'obligation, ne peuvent faire qu'une part limitée d'opérations avec leurs clients dans les transports. Ainsi, dans l'évaluation des gisements faite par l'ADEME, le montant des CEE transport varie entre 4 et 5% des CEE travaux totaux. Les distributeurs de carburants se trouvent donc dans la même situation que les distributeurs régulés, à ceci près qu'ils sont non régulés et supportent donc un risque concurrentiel par rapport à leurs clients consommateurs d'énergie.

Il est donc douteux que les grands obligés, qui normalement ont la capacité de répercuter les coûts des CEE dans le prix de vente de leurs énergies, se livrent à de telles manipulations coûteuses, qui au demeurant seraient visibles des autorités, et on ne voit pas trop l'intérêt d'autres acteurs à ce type de manipulation.

Il a été également mentionné le cas éventuel de grands acteurs (=obligés) réduisant à dessein leur production de façon à ce que le marché se tende naturellement et que les prix montent.

Ce comportement est possible, mais :

- ceux qui mettront en œuvre cette politique vont perdre de facto les partenariats qui leur permettaient de produire des CEE, ce qui les rendra d'autant plus dépendant du marché par la suite.
- Avant que les prix ne montent à 8 €/MWhc quantités d'opérations pourront être produites, l'ADEME ayant par exemple confirmé que le potentiel d'isolation des combles restait important. Et donc s'il est possible que leur attitude déclenche un seuil, il n'y a aucune certitude en la matière.

Souplesse du mécanisme de seuil

Plus généralement, le fait d'avoir mis deux seuils, l'un optionnel à 6 €/MWhc et l'autre obligatoire à 8 €/MWhc, qui est un niveau élevé par rapport à l'hypothèse de référence de 4 €/MWhc, génère une incertitude sur l'intervention des pouvoirs publics, qui complique la mise en place de stratégies éventuelles par un ou des acteurs du dispositif.

La nature de l'intervention des pouvoirs publics (modifications du volume des obligations, modification de la période d'obligation, modification des programmes et bonus..) génère également une incertitude sur ces stratégies éventuelles.

Plus généralement la liberté d'intervention des pouvoirs publics en terme de niveau d'intervention et de nature des moyens à employer leur laisse une marge de manœuvre utile et nécessaire pour apprécier les réponses à apporter en fonction de la façon dont le dispositif sera mis œuvre par ses différents acteurs.

Perturbations et biais liés à l'introduction de seuils

Il a été mentionné la pénalité que pourrait subir l'acteur vertueux qui aurait fait des CEE pour remplir son obligation, éventuellement donc à un prix élevé, et qui se retrouverait pénalisé par une baisse des prix des CEE consécutif à une modification du dispositif.

La réponse à cette question est qu'il est risqué de produire en interne des CEE à des coûts supérieurs au prix du marché et qu'assez normalement les obligés devraient avoir pour objectif de produire des CEE à prix de marché, voire à un prix inférieur, sauf plus-values/synergies qu'ils peuvent trouver dans certaines productions de CEE.

Enfin, un certain nombre de remarques nous ont été adressées sur le fait que modifier un dispositif en cours de route était perturbant pour les acteurs, et qu'il valait mieux se mettre d'accord d'emblée sur des objectifs atteignables.

Sur cette remarque on ne peut qu'être d'accord. On arbitre ici entre l'inconvénient d'une modification du dispositif et le fait que celui-ci puisse « aller dans le mur ».

Sur ce sujet plusieurs acteurs préféreraient un allongement de la période, perçu comme moins perturbateur par rapport à leur mode de fonctionnement, qu'une réduction du montant de l'obligation. Si cette préférence rassemble une majorité d'acteurs, on pourrait indiquer que les autorités examinent en priorité un aménagement de la durée de l'obligation en cas de dérive des prix à la hausse.

Seuil d'obligation à partir il faudrait mettre en place un « filet de sécurité ».

Il est certain que si l'objectif de 500 TWh/an pour les CEE normaux devait être revu à la baisse, à partir d'un certain niveau de baisse il ne serait plus nécessaire, même si toujours possible, d'introduire le filet de sécurité qui est indiqué ici.

Afin de fixer les idées, il semble que jusqu'à 350 TWhc/an, c'est-à-dire 50% de plus que le 3^{ème} période, ou la 2^{ème} + 3^{ème} période, ou encore un niveau proche du seuil haut de la PPE (333 TWh/an), on pourrait se passer d'un filet de sécurité, ce niveau semblant être considéré comme accessible par certains obligés. Au-delà, et certainement à partir de 400 TWhc/an, il faut mettre en place un filet de sécurité, et le marché organisé des CEE qui va avec.

Alternative au filet de sécurité

Des acteurs différents nous ont suggéré comme alternative une fixation des objectifs année après année, avec une anticipation de 3 à 4 ans de façon à ce que les obligés et autres acteurs du dispositif aient le temps de s'organiser.

Cette idée est tout à fait intéressante, car elle permettrait un échange régulier sur les gisements entre les autorités et les acteurs du dispositif et éviterait les psychodrames triennaux que nous vivons jusqu'à présent dans ce dispositif.

Cette discussion régulière permettrait d'analyser sereinement les différences et dissensus, de les mettre sous observation, et de faire les surveys et études nécessaires pour les réduire progressivement. On pourrait même imaginer un GT Gisements, ou mettre ce sujet dans le cadre de l'initiative EEPPEE de l'ATEE, qui est destinée à évaluer l'efficacité des dispositifs d'efficacité énergétique et à laquelle les pouvoirs publics sont associés, en même temps que des universitaires.

Dans le cas d'une fixation à N+3 il faudrait décider de l'obligation à 2019 d'ici la fin de l'année. Le problème est qu'il faudrait aussi décider l'année 2018, et que si 2018 et 2019 étaient fixés à 500 TWhc, cela réduirait juste d'un an la faculté d'adaptation des obligés par rapport à une fixation immédiate 4^{ème} période, alors que l'augmentation de l'obligation prévue est forte. On fait l'hypothèse ici que du coup le ramassage de l'obligation se ferait alors annuellement, avec une période de grâce de 6 mois liée au fait que les relevés des compteurs d'obligations se font au 30 juin de l'année suivant la fin de période.

Cette piste mérite être explorée, mais on voit bien qu'il vaut mieux n'avoir alors à fixer qu'un an, et qu'il vaut mieux également s'inscrire plutôt dans une perspective d'adaptation du montant de l'obligation plutôt que dans celle d'une forte variation. Au demeurant l'expérience montre que dans le passé on a eu du mal à anticiper les évolutions des productions du dispositif. Ceci étant posé, s'il avait fallu fin 2015 fixer l'obligation 2018, celle-ci aurait certainement été en hausse, et les obligés auraient eu plus de temps pour atteindre un objectif ambitieux.

Quoi qu'il en soit, que ce dispositif soit adopté ou non, maintenant ou plus tard, **nous formons la recommandation d'avoir un mécanisme continu de concertation sur le montant des gisements, qui ne soit donc pas limité à une courte période tous les trois ans.**

Seuil de déclenchement à la baisse

Nous avons eu également beaucoup de questions sur un filet de sécurité à la baisse, de la part des non obligés, tant ceux-ci ont souffert de l'effondrement du prix des CEE à la baisse en 3^{ème} période. Accessoirement les non-obligés ont eu tendance à considérer que ce mécanisme de seuil à la hausse était une façon pour les obligés d'éviter d'avoir à réaliser les estimations de l'ADEME, naturellement considérées comme réalisables. Le paradoxe est ici qu'un certain nombre d'obligés n'aiment pourtant pas trop cette idée de seuil, car ils préféreraient une obligation fixée d'emblée à un niveau plus accessible, et qu'ils ont tendance à ce jour à ne pas être très favorable à ce que le prix du CEE, symbole d'une certaine financiarisation du dispositif, joue un rôle accru dans le dispositif.

Sur ce point précis du rôle du prix du CEE, on pourrait sans doute, et cela pourrait être utile, revisiter l'intérêt d'avoir un marché des CEE, mais, à partir du moment où cette valeur et ce marché existe, il y a une certaine logique à en tirer toutes les conséquences.

Quoi qu'il en soit, nous n'avons pas initialement suggéré de seuil se déclenchant à la baisse, du fait des objectifs d'obligation ambitieux indiqués par les autorités, et du fait que, compte tenu des 6 mois nécessaires pour déclencher les seuils, il paraît peu probable que, suite à une correction liée à l'atteinte d'un seuil haut, on ait le temps de toucher un seuil bas.

Néanmoins, si par souci d'équilibre il était nécessaire d'indiquer un seuil bas, au vu des propositions qui nous ont été faites, entre 2 et 4 €/MWhc, et au vu de l'historique des prix des CEE, il semble qu'un filet de sécurité à la baisse avec un seuil unique de 3 €/MWhc pourrait être acceptable pour la 4^{ème} période.

4^{ème} période fixée rapidement ou 3^{ème} période à 500/550 + 100 TWhc ?

En plus de la question sur l'évaluation des gisements, sur lesquels nous nous sommes contentés de répondre par la proposition de mise en place de filets de sécurité, la DGEC a aussi demandé un positionnement sur le fait de fixer rapidement une 4^{ème} période ou de fixer, également rapidement, une année 2018 avec un objectif d'obligation ambitieux.

Du coup nous avons fait figurer cette problématique sur le questionnaire, qui était initialement destiné à recueillir un avis sur les seuils.

Les réponses à ce type de question ont souvent suivi la nature des répondants, les obligés préférant la fixation d'une 4^{ème} période, qui leur donne plus un temps plus long d'adaptation, et les non-obligés préférant l'extension avec une forte année 2018, garantie sans doute d'une reprise rapide et forte du prix des CEE et permettant aussi une discussion plus approfondie des modalités de la 4^{ème} période.

Pour autant un certain nombre de non-obligés donnent aussi la préférence à l'établissement rapide d'une 4^{ème} période, préférant sans doute avoir le plus vite possible une visibilité sur les années à venir.

Enfin il faut noter que dans le cas où il serait difficile de fixer rapidement les modalités de la 4^{ème} période :

- Une minorité est favorable à l'annonce seule
- Personne n'est favorable à une augmentation sans extension de la 3^{ème} période
- Une majorité est favorable à une extension 3^{ème} période, conforme aux propositions de la DGEC pour les non obligés, et en général avec les obligations de la 3^{ème} période pour les obligés, certains petits obligés, dont on peut objecter qu'ils peuvent facilement satisfaire leur obligation sur le marché, allant jusqu'à évoquer 300/50 et 350/100 pour 2018.

Pris entre ces avis différents, il nous semble qu'il vaudrait mieux pouvoir respecter le calendrier initial et fixer comme prévu une troisième période 2018/2020, mais qu'il est nécessaire de fixer le montant de l'obligation différemment de ce qui a été fait antérieurement, de façon à ce qu'on puisse officialiser rapidement une ambition tout en permettant à la concertation d'aller normalement jusqu'à son terme.

Pour cela nous proposons qu'un décret soit rapidement mis en place qui définisse le montant des obligations en CEE travaux classiques de la 3^{ème} période, sans prévoir de répartition entre énergie et obligés, afin de ménager un temps de concertation sur ce sujet qui fait toujours débat, avec éventuellement un montant de bonifications qui s'ajouteront à l'obligation « CEE travaux » et un montant de programmes qui s'ajouteront pour tout ou partie. Par ailleurs ces CEE travaux classiques tiendront compte d'une hypothèse de CEE travaux précarité.

Il sera ensuite nécessaire de faire un décret (ou arrêté selon le cas) complémentaire pour fixer définitivement le montant de l'obligation des CEE normaux, en tenant compte de ce qui se sera fait pour la précarité¹³, **le principe retenu est qu'on devra raisonner à CEE travaux constants**, mais aussi des variations éventuelles de bonifications, voire de programmes. Il faudra aussi répartir cette obligation entre les différents obligés.

Certes, durant quelques mois les obligés ne vont connaître que la progression globale de l'obligation et non celle qui leur sera appliquée, mais cela sera suffisant pour leur faire relancer immédiatement leur dispositif de fabrication de CEE, ce qui est le but recherché. Cela sera également suffisant pour réorienter rapidement les CEE à la hausse.

Si l'on ne parvenait pas à mettre en place ce dispositif, il faudrait alors envisager l'extension de la 3^{ème} période. Le temps étant trop court pour envisager un dispositif de seuil à la hausse, il faudrait alors avoir une ambition plus raisonnable, sans doute à mi-chemin entre ce qui est proposé par la DGEC et demandé par les obligés, à savoir par exemple une obligation de **350 TWhc** pour les CEE normaux, proche donc du niveau PPE haut. Ces 350 TWhc comprendrait un volume de programmes au plus égal au rythme théorique maximal de 3^{ème} période (un tiers de 140 TWhc) et non les 100 TWhc envisagés par la DGEC lors de la réunion du 17 Octobre.

Mais cet objectif de 350 TWhc pour 2018 n'est pas la meilleure solution, et la recommandation est donc plutôt la fixation rapide d'une ambition globale de CEE travaux pour la 4^{ème} période, tout type de CEE confondus.

Quid des programmes ?

Le 17 Octobre l'atelier concernait, c'était dans le titre, les gisements et les programmes. En pratique on n'a parlé que des gisements et pas du tout des programmes.

Pour autant le sujet est important et mérite qu'on s'y arrête, surtout quand on voit des propositions de 100 TWhc/an de programme, comme pour l'année 2018.

Avant de fixer des objectifs pour la 4^{ème} période, il serait utile de **faire un bilan** des programmes existants, du potentiel de programmes en général et de la façon dont ils sont appréciés par les autorités.

On pourrait aussi examiner la possibilité d'une extension des programmes à l'**évaluation**¹⁴ des opérations/dispositifs d'efficacité énergétiques. L'évaluation est en effet un des points faibles de notre dispositif, que ce soit l'évaluation des opérations réalisées sur le terrain ou l'évaluation de l'efficacité et du comportement du dispositif CEE (on a cité le cas ci-dessus de l'exploitabilité des gisements), et autres dispositifs d'efficacité énergétique.

¹³ On a déjà fait remarquer qu'une pression forte sur les CEE normaux était de nature à les rendre aussi chers que les CEE précarité. Plus généralement le type de CEE précarité actuellement en vigueur ne garantit aucun bonus au CEE précarité vs le CEE classique, et les risques à la hausse et à la baisse du CEE précarité ne sont pour l'instant pas pris en charge. On pourrait certes prévoir des seuils à la hausse et à la baisse du CEE précarité, mais il faudrait aussi en prévoir en relatif par rapport au CEE classique. Une façon de résoudre simplement ces problèmes serait de revenir à la proposition initiale du rapport de Philippe Pelletier de 2009, qui proposait une bonification x2 pour des CEE précarité et x3 pour des CEE grande précarité. C'est ce type de débat, comme celui sur le périmètre de la précarité, qui risque d'avoir lieu en décembre qui fait que l'obligation 4^{ème} période ne peut a priori être définie rapidement qu'en termes d'objectifs globaux de CEE travaux.

¹⁴ Pour autant l'évaluation du dispositif CEE pourrait aussi être financée par un prélèvement sur les KWhc validés. C'est ce qui se passe en Italie où la gestion et l'évaluation du dispositif est financée via un prélèvement correspondant à 1% de la valeur des CEE.

